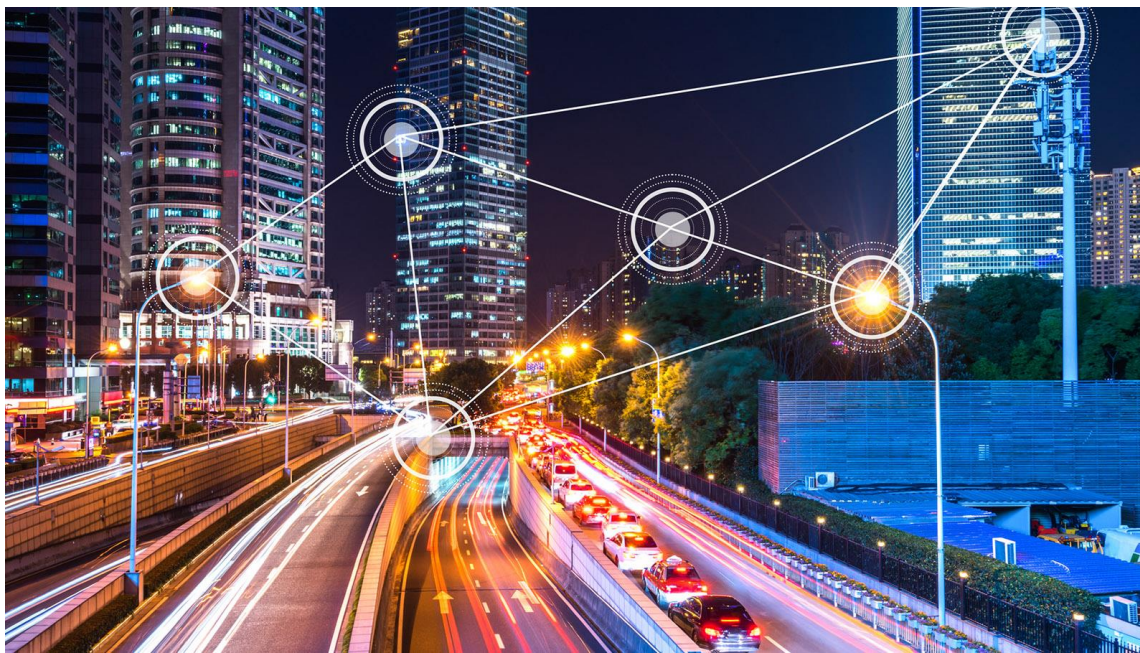


Il mercato elettrico in Italia: quale prospettiva per i prossimi decenni

Stefano Cavriani

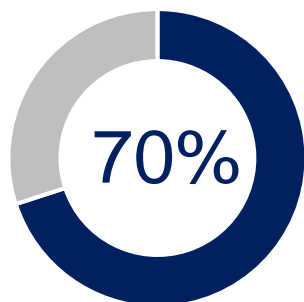
Membro del Consiglio Generale di Elettricità Futura

22 gennaio 2019



Elettricità Futura è la principale Associazione del mondo elettrico italiano.

Unisce produttori di energia elettrica da **fonti rinnovabili** e da **fonti convenzionali**, **distributori** e **fornitori di servizi**, al fine di contribuire a creare le basi per un mercato elettrico efficiente e moderno



DELL'ELETTRICITA' CONSUMATA IN
ITALIA È ASSICURATA DA AZIENDE
ASSOCIATE A ELETTRICITÀ FUTURA

650

40.000

76.000 MW

1.150.000 km

OPERATORI

ADDETTI

POTENZA INSTALLATA

LINEE

Elettricità Futura ha una **proiezione internazionale** ed aderisce a



eurelectric





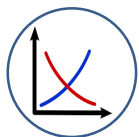
Promuovere l'**elettificazione** nei settori del trasporto e residenziale, accompagnando l'evoluzione tecnologica



Favorire la **decarbonizzazione** del mix energetico europeo attraverso il rafforzamento del sistema ETS



Sviluppare le **fonti rinnovabili** sia attraverso **nuove iniziative** che **repowering** degli impianti esistenti



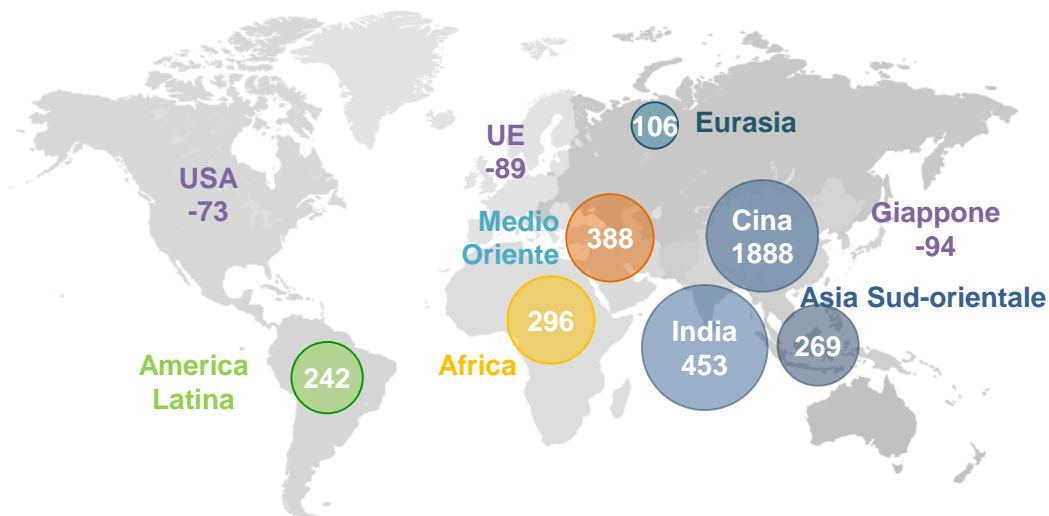
Riformare il **mercato elettrico** in maniera coerente con i target di decarbonizzazione integrando le FER e le nuove tecnologie



Fare leva sulla **digitalizzazione** e sull'**informazione** per rendere i **clienti più consapevoli** del loro ruolo nel **mercato liberalizzato**

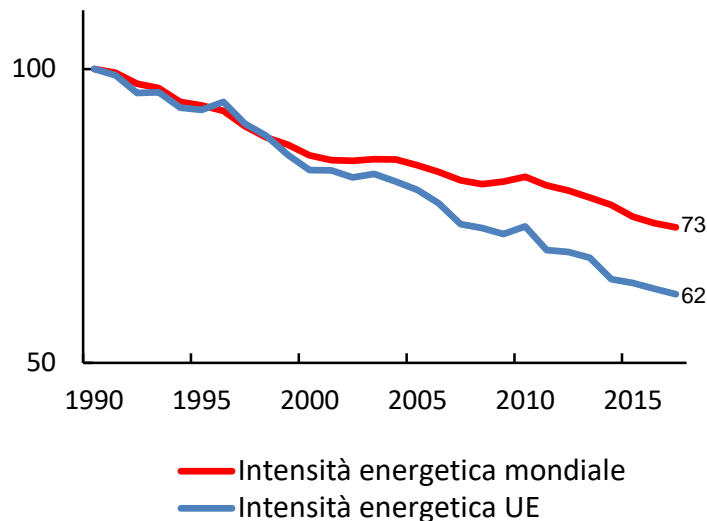
Lo scenario globale dell'energia

*Variazione consumo energia primaria per regione
2000-2016, Mtep*



Le economie più sviluppate hanno ridotto la loro domanda di energia primaria al contrario del resto del mondo che sta aumentando il suo fabbisogno energetico

*Intensità energetica del PIL US\$ (2015),
1990=100*



Efficienza energetica e trasformazione strutturale stanno determinando il disaccoppiamento tra crescita economica e consumo energetico

L'Unione Europea ha un ruolo di leadership nella transizione energetica globale

Gli **obiettivi europei al 2030** approvati nel 2018:



32%

Quota di energia da FER nei
Consumi Finali Lordi di energia
(complessivo Europa)



32,5%

Per efficienza energetica
rispetto al consumo 2007
(scenario PRIMES)



L'Italia punta a una quota FER del **55% per FER elettriche** e un target del **43%** per l'efficienza energetica al 2030 secondo la proposta di Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC)

**Impatti
macroeconomici
scenario FER
elettriche 55% al
2030**

PNIEC

EF

**36
Mld€**

INVESTIMENTI

**6,7
Mld€**

**VALORE
AGGIUNTO**

**2,2
Mld€**

**GETTITO
FISCALE**

**44,6
Mld€**

**10
Mld€**

**2,8
Mld€**

Alcune delle principali tematiche d'interesse per l'Associazione:

- Avvio del **Capacity Market**
- **Allargamento** della partecipazione e **riforma MSD**
- Promozione e sviluppo dei **PPA**

Problemi di adeguatezza del sistema, es:

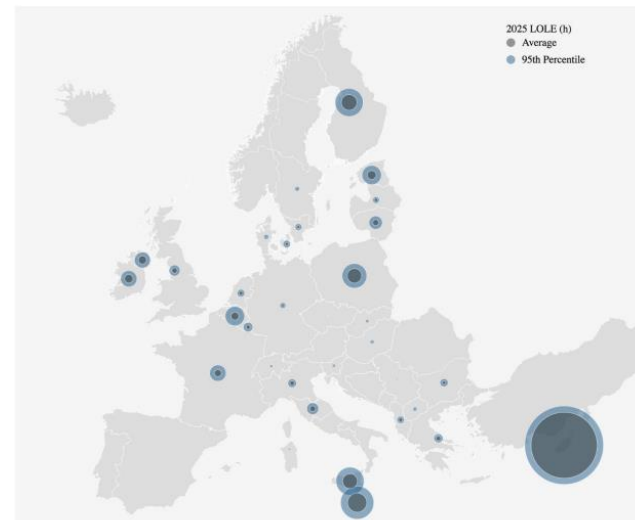
- Rapido incremento quota produzione FER non programmabile
- Riduzione domanda negli ultimi anni
- Diminuzione capacità tradizionale ed erosione riserva

Riforme del mercato non sufficienti, es:

- Market coupling
- Riforma mercato intraday
- Riforma MSD

➤ Necessario avvio rapido del Capacity Market

- Per rispondere all'esigenza di adeguatezza
- Per fornire segnali di prezzo di medio/lungo periodo



Indice di adeguatezza al 2025, LOLE (h)*



Meccanismo di tipo «Reliability Options» con la definizione di uno strike price

Elettricità Futura auspica che le aste partano in tempi brevi, per sottoscrivere i relativi contratti entro il 2019
La proposta di PNIEC conferma la volontà di avviare il Capacity Market**

*Fonte: ENTSO-E MAF 2017. LOLE = Loss Of Load Expectation

**Fonte: Proposta Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC) inviata dal Governo Italiano alla Commissione Europa il 08/01/2019

Processo di allargamento e adeguamento del **Mercato dei Servizi di Dispacciamento** per favorire l'integrazione di **FER, domanda e storage**

Avvio tramite progetti pilota Terna (UVAP, UVAC, **UVAM**, UPR, UPI – attesa anche per «UVAS»)

- Necessità di definire un sistema di «**trading continuo**» per il mercato intraday (**MI**)
- Necessità di **riduzione dei tempi** che intercorrono tra programmazione e immissione
- Possibilità di fornitura servizi di rete in MSD e MB* aperta anche agli **aggregatori**, **teoricamente coinvolgendo anche gli impianti FER**
- Necessità di **aprire l'MSD anche agli impianti FER «rilevanti»** (in questo momento gli aggregatori possono inserire soltanto unità «Non rilevanti» all'interno delle «UVAM»)

Soggetti ammessi

Titolari di **UVAM** ubicate nelle seguenti zone di mercato:

- ✓ **Nord, Centro-Nord: «Area A»**
- ✓ **Centro-Sud, Sud, Sicilia e Sardegna: «Area B»**

Modalità assegnazione

- ✓ **Asta al ribasso** sul premio fisso rispetto a un CAP pari a **30.000 €/MW/anno**
- ✓ Valorizzazione di tipo «*pay as bid*»

Quantità

1.000 MW totali (800 MW Area A + 200 MW Area B): il quantitativo di capacità non assegnato nell'ambito di una procedura di assegnazione viene **reso disponibile per le successive procedure**

Prodotti e durata

- ✓ **1 prodotto annuale:** 1/1-31/12/2019
- ✓ **3 prodotti infrannuali:** 1/4-31/12/2019; 1/7-31/12/2019; 1/10-31/12/2019
- ✓ **12 prodotti mensili**

Obblighi offerta

Offerte «**a salire**» **da lunedì a venerdì** per almeno **4 ore consecutive** nella **fascia oraria 14:00-20:00** a un prezzo non superiore allo *Strike Price* pari a **400 €/MWh**

Riconoscimento del premio e risoluzione contratto

- ✓ Remunerazione su base mensile e **proporzionale al numero di giorni** del periodo di validità in cui risulta verificato l'obbligo di offerta
- ✓ **Riduzione** del corrispettivo giornaliero fino al **50%** se l'offerta viene formulata per **2 ore**
- ✓ Se l'impegno di offerta non è verificato positivamente **per almeno il 70% dei giorni di un mese**, Terna non riconosce al BSP il corrispettivo fisso
- ✓ **Risoluzione del contratto** se l'UVAM **non ha fornito il 70% del volume** richiesto da Terna per **almeno 5 volte in un anno**

Approvvigionamento a termine UVAM Area di Assegnazione A

1 Gennaio 2019 - 31 Dicembre 2019

Premio medio ponderato: 29.979,7 €/MW/anno

N.	Ragione Sociale	Potenza assegnata [MW]
1	ALPIQ ENERGIA ITALIA SPA	1
2	AXPO ITALIA SPA	8
3	BURGO ENERGIA SRL	98
4	C.U.R.A. CONSORZIO UTILITIES RAVENNA SCRL	8
5	EDELWEISS ENERGIA SPA	2
6	EGO TRADE SPA	29
7	ENEL X ITALIA SPA	147,2
8	ENGIE ITALIA S.P.A.	17,6
9	ENI GAS E LUCE	2
10	EPQ S.R.L.	14
11	HERA TRADING SRL	6
	Totale	332,8

Esiti aste annuali UVAM Zona Centro-Sud, Sud e Isole

Approvvigionamento a termine UVAM
Area di Assegnazione B

1 Gennaio 2019 - 31 Dicembre 2019

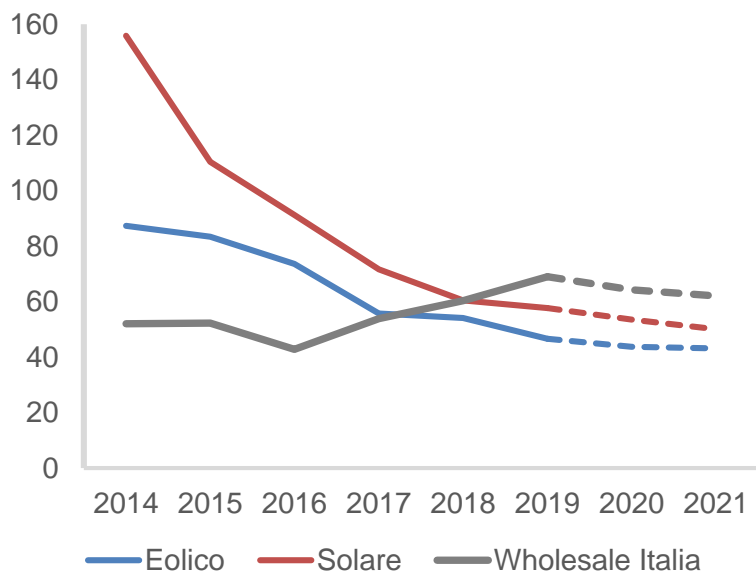
Premio medio ponderato: 29.999 €/MW/anno

N.	Ragione Sociale	Potenza assegnata [MW]
1	ALPIQ ENERGIA ITALIA SPA	4,5
2	ENEL X ITALIA SPA	9,7
3	EPQ S.R.L.	2,9
	Totale	17,1

- Al momento sono stati allocati **circa 350 MW su 1'000 MW totali**
- Prossimamente aste mensili
- Asta «novemestrale» per coprire il **residuo d'anno da aprile a dicembre 2019**

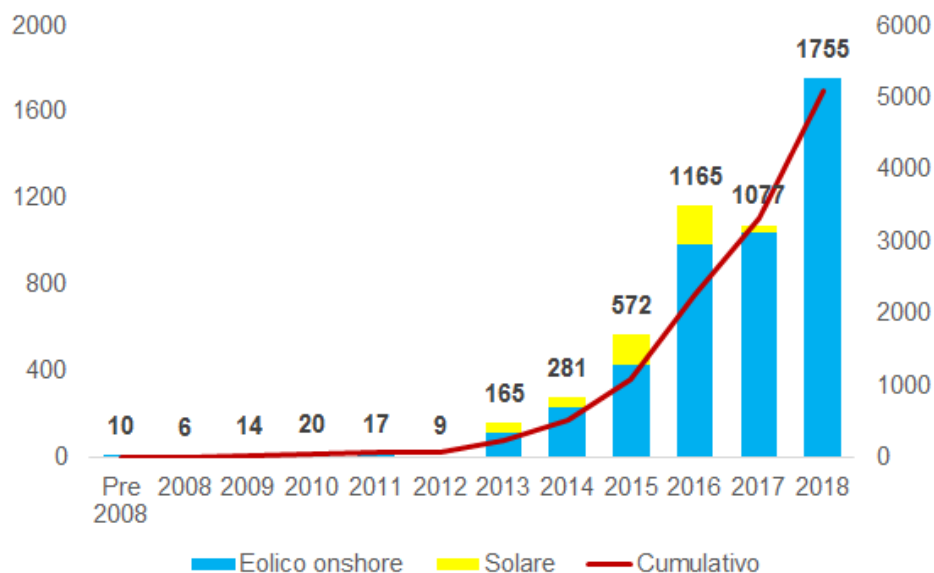
I PPA sono uno strumento fondamentale per lo sviluppo delle FER in Europa

Evoluzione prezzi Italia wholesale* e LCOE FER, €/MWh



LCOE di solare ed eolico potenzialmente già allineato con i prezzi *forward* dei mercati all'ingrosso dell'elettricità

Evoluzione Corporate PPA in Europa, MW**



La riduzione del costo delle FER rende appetibile lo sviluppo dei corporate PPA in Europa

* Elaborazione dati Eletticità Futura su dati BNEF (LCOE eolico e solare storico Italia, 2019-2021 si riferisce a dati Germania), GME, EEX (wholesale 2019-2021). Nota: LCOE = Levelised Cost Of Electricity

** Fonte BNEF

Diverse forme di PPA permettono la ripartizione efficiente dei rischi tra Produttori e Consumatori



RISCHI DI MERCATO

PPA indicizzati, a **prezzo fisso** o con **bande di prezzo** possono **ridurre l'esposizione alle fluttuazioni dei prezzi** per consumatori e produttori



RISCHI OPERATIVI

PPA possono essere collegati a progetti FER specifici (**on-site/off-site**) o di tipo **virtuale**, permettendo la **copertura dei consumi dei clienti**



RISCHI REPUTAZIONALI

PPA possono essere collegati alle **garanzie d'origine tracciabili**, permettendo la **certificazione della sostenibilità ambientale** del progetto e del consumatore



RISCHI DI CONTROPARTE

PPA possono prevedere modalità di riduzione del rischio attraverso introduzione di **garanzie**

Linee di intervento per lo sviluppo della contrattazione di lungo periodo in Italia

- Definire un **quadro legislativo e regolatorio stabile** nel tempo che **stimoli** lo sviluppo dei **contratti PPA a lungo termine** tra privati
- Favorire l'**aggregazione della domanda** per consentire anche alle PMI di cogliere i benefici collegati ai PPA
- Possibile previsione per la **piattaforma PPA** di obblighi di acquisto di volumi annuali per la Pubblica Amministrazione (Consip), nell'ambito dei *Green Public Procurement*
- Facilitare la creazione di **liquidità** sulle **piattaforme di borsa europee** per favorire la creazione di benchmark di prezzi di lungo periodo

La proposta di PNIEC conferma la volontà di promuovere il ricorso ai PPA*

- L'Europa ha un ruolo di leadership nella **transizione energetica globale**
- L'Italia ha un ruolo centrale e il **Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima** è uno strumento fondamentale per guidare il nostro Paese nel percorso di transizione energetica e raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione al 2030
- L'evoluzione del **Mercato Elettrico** nei prossimi anni sarà essenziale per supportare la transizione

Grazie per l'attenzione

Stefano Cavriani

E-mail: stefano.cavriani@ego.energy

Tel. 010.8050111 / 335.1658283

